

(19)



**Евразийское
патентное
ведомство**

(21) **202290223**

(13) **A1**

(12) **ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ЕВРАЗИЙСКОЙ ЗАЯВКЕ**

(43) Дата публикации заявки
2022.06.30

(51) Int. Cl. **G01V 1/28 (2006.01)**
G01V 1/36 (2006.01)

(22) Дата подачи заявки
2020.06.26

(54) **СПОСОБ И УСТРОЙСТВО ДЛЯ УСТРАНЕНИЯ АЛИАСИНГА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ГЛУБОКОГО ОБУЧЕНИЯ**

(31) **62/871,491**

(72) Изобретатель:

(32) **2019.07.08**

Вьяс Мадхав, Ляо Цинцин (US)

(33) **US**

(86) **PCT/US2020/039764**

(74) Представитель:

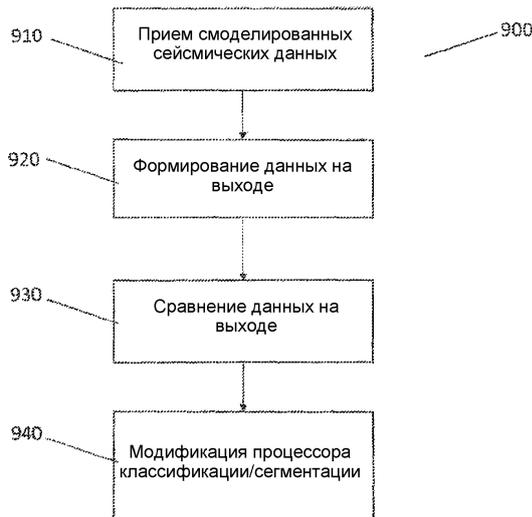
(87) **WO 2021/007045 2021.01.14**

**Веселицкий М.Б., Веселицкая И.А.,
Кузенкова Н.В., Каксис Р.А., Белоусов
Ю.В., Куликов А.В., Кузнецова Е.В.,
Соколов Р.А., Кузнецова Т.В. (RU)**

(71) Заявитель:

**БП КОРПОРЕЙШН НОРТ
АМЕРИКА ИНК. (US)**

(57) В заявке описан способ, включающий прием смоделированных сейсмических данных, которые должны быть проанализированы по меньшей мере одним процессором классификации и/или сегментации. Смоделированные сейсмические данные могут быть представлены в области преобразования. Способ включает формирование данных на выходе указанного по меньшей мере одного процессора на основе принятых смоделированных сейсмических данных. Способ также включает сравнение данных на выходе указанного по меньшей мере одного процессора с требуемыми данными на выходе. Способ также включает модификацию указанного по меньшей мере одного процессора, так чтобы данные на выходе процессора соответствовали требуемым данным на выходе.



A1

202290223

202290223

A1

СПОСОБ И УСТРОЙСТВО ДЛЯ УСТРАНЕНИЯ АЛИАСИНГА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ГЛУБОКОГО ОБУЧЕНИЯ

5

Уровень техники

Настоящее изобретение относится в общем к анализу сейсмических данных и, более конкретно, к устранению алиасинга сейсмических данных, связанного с наложением частот сигналов, с использованием глубокого обучения.

10 Настоящая часть предназначена для введения в различные аспекты техники, которые могут относиться к различным аспектам настоящего изобретения, описанным и/или заявленным ниже. Предполагается, что настоящее описание будет полезным в получении исходной информации для облегчения понимания различных аспектов настоящего изобретения.

15 Соответственно, необходимо понимать, что нижеизложенное должно истолковываться в этом смысле, а не как признание предшествующего уровня.

Сейсмические данные могут быть данными, полученными в результате осуществления сейсмической разведки. Сейсмическая разведка включает получение изображения или карты подземной зоны путем передачи в почву
20 звуковой энергии и записи отраженной звуковой энергии, которая вернулась от геологических формирований внутри подземной зоны. При выполнении сейсмической разведки источник энергии размещают в различных местах на поверхности, находящейся над подземной зоной, которая может содержать месторождения углеводородов. Каждый раз, когда источник включают, он
25 генерирует сейсмический сигнал (например, звуковую волну), который проходит сквозь толщу земли, отражается и после его возвращения записывается одним или несколькими приемниками, расположенными на разведываемой подземной зоне или над ней. Затем сейсмические данные, записанные приемниками, могут быть использованы для создания изображения или профиля соответствующей
30 подземной зоны.

После создания изображения или профиля подземной зоны эти изображения и/или профили могут использоваться для получения характеристик продуктивного пласта.

Раскрытие изобретения

Ниже приведено краткое описание конкретных вариантов, раскрытых в настоящей заявке. Следует понимать, что эти аспекты приведены просто для того, чтобы дать специалисту предварительное представление об этих
5 конкретных вариантах, и что эти аспекты не должны восприниматься как ограничения объема настоящего изобретения. В самом деле, настоящее изобретение может охватывать множество аспектов, которые могут быть не указаны в нижеприведенном описании.

В одном или в нескольких вариантах способ может включать прием
10 смоделированных сейсмических данных, которые должны быть проанализированы по меньшей мере одним процессором классификации и/или сегментации. Смоделированные сейсмические данные могут быть представлены в области преобразования. Способ может также включать формирование данных на выходе указанного по меньшей мере одного процессора классификации и/или
15 сегментации на основе принятых смоделированных сейсмических данных. Способ может также включать сравнение данных на выходе указанного по меньшей мере одного процессора классификации и/или сегментации с требуемыми данными на выходе. Способ может также включать модификацию процессора классификации и/или сегментации таким образом, чтобы данные на
20 его выходе соответствовали требуемым данным на выходе.

В одном или в нескольких вариантах способ может включать прием действительных сейсмических данных. Принятые действительные сейсмические данные содержат алиасинг, который должен быть идентифицирован по меньшей мере одним обученным процессором классификации и/или сегментации.
25 Принятые действительные сейсмические данные могут быть представлены в области преобразования. Способ может также включать формирование данных на выходе указанного по меньшей мере одного обученного процессора классификации и/или сегментации на основе принятых действительных сейсмических данных. Способ может также включать формирование маски на
30 основе информации на выходе. Способ может также включать удаление алиасинга из принятых действительных сейсмических данных с использованием сформированной маски. В одном или в нескольких вариантах указанный по меньшей мере один обученный процессор классификации и/или сегментации

может быть обучен на смоделированных данных. После того, как осуществлено обучение на смоделированных данных указанного по меньшей мере одного обученного процессора классификации и/или сегментации, он может принимать действительные сейсмические данные для устранения алиасинга, который имеет место в действительных сейсмических данных. В других вариантах может быть осуществлено обучение указанного по меньшей мере одного обученного процессора классификации и/или сегментации на действительных сейсмических данных и/или на сочетании действительных сейсмических данных со смоделированными сейсмическими данными.

5

10

В связи с вышеизложенным один или несколько вариантов осуществления настоящего изобретения направлены на устранение алиасинга. В одном или в нескольких вариантах устранение алиасинга может осуществляться с использованием глубокого обучения процессоров классификации и/или сегментации.

15

Краткое описание чертежей

Различные аспекты настоящего изобретения можно будет лучше понять после ознакомления с нижеприведенным подробным описанием со ссылками на чертежи, на которых показано:

20

на фиг. 1 – блок-схема различных процессов, которые могут быть выполнены на основе анализа сейсмических данных, полученных с помощью системы сейсмической разведки;

на фиг. 2 – схематический вид системы морской сейсмической разведки;

на фиг. 3 – схематический вид системы наземной сейсмической разведки;

25

на фиг. 4 – схема вычислительной системы, которая может осуществлять операции, указанные в настоящем описании, на основе данных, полученных с помощью системы морской сейсмической разведки фиг. 2 и/или системы наземной сейсмической разведки фиг. 3;

на фиг. 5 - представления сейсмических данных, которые не содержат алиасинг;

30

на фиг. 6 – сравнительные представления сейсмических данных без алиасинга и сейсмических данных с алиасингом;

на фиг. 7 – представление данных с алиасингом в пространстве Фурье, вместе с соответствующей маской, в соответствии с одним или несколькими вариантами осуществления настоящего изобретения;

5 на фиг. 8 – представление восстановленных данных после увеличения эффективной частоты Найквиста, в соответствии с одним или несколькими вариантами;

на фиг. 9 – блок-схема способа по одному или нескольким вариантам;

на фиг. 10 – блок-схема способа по одному или нескольким вариантам.

Подробное описание осуществления изобретения

10 Ниже будет описан один или несколько конкретных вариантов осуществления изобретения. Для сокращения описания этих вариантов ниже рассматриваются не все признаки, используемые при их реальном осуществлении. Следует понимать, что в процессе проработки любого такого реального осуществления, как это происходит при разработке любого инженерного проекта, должны приниматься различные решения, связанные с особенностями конкретной реализации, для решения разработчиками конкретных задач, таких как соблюдение ограничений, связанных с бизнесом и с системным решением задач, которые могут варьироваться от одной реализации к другой. Кроме того, следует понимать, что такая разработка может быть сложной и продолжительной, однако, тем не менее, она представляет собой стандартные действия по конструированию, изготовлению и производству для специалистов, ознакомившихся с описанием настоящего изобретения.

25 Предварительно необходимо отметить, что сейсмические данные могут быть получены в процессе осуществления различных систем и технологий сейсмической разведки, две из которых описываются со ссылками на фиг. 2 и фиг. 3. Вне зависимости от технологии сбора сейсмических данных они могут быть проанализированы после их получения с помощью вычислительной системы, и результаты анализа сейсмических данных (например, сейсмограмм, карты геологических образований и т.п.) могут быть использованы для выполнения различных операций в отраслях разведки и добычи углеводородов. Например, на фиг. 1 приведена блок-схема способа 10, в котором подробно указаны различные процессы, которые могут быть осуществлены на основе результатов анализа полученных сейсмических данных.

Хотя способ 10 описан в определенном порядке, необходимо понимать, что он может быть осуществлен в любом подходящем порядке.

Как показано на фиг. 1, на шаге 12 на основе проанализированных сейсмических данных могут быть определены места нахождения и характеристики месторождений углеводородов в подземной зоне, в отношении которой проводилась сейсмическая разведка. В одном из вариантов полученные сейсмические данные могут быть проанализированы для создания карты или профиля, на котором показаны различные геологические образования внутри подземной зоны. На основе обнаруженных мест нахождения и характеристик месторождений углеводородов на шаге 14 могут быть исследованы определенные позиции или части подземной зоны. То есть, организации, занимающиеся разведкой углеводородов, могут использовать места нахождения месторождений углеводородов для определения позиций на поверхности над подземной зоной для бурения скважин. В этом случае организации, занимающиеся разведкой углеводородов, могут использовать места нахождения и характеристики месторождений углеводородов и соответствующих перекрывающих пород для определения расположения скважин, методики их бурения и им подобных данных.

После установки разведочного оборудования в районе подземной зоны на шаге 16 углеводороды из месторождений могут быть извлечены с использованием скважин естественного фонтанирования, скважин с насосно-компрессорной добычей и им подобных сооружений. На шаге 18 добытые углеводороды могут транспортироваться на нефтеперегонные заводы и им подобные производства с помощью транспортных средств, трубопроводов и им подобных устройств. На шаге 20 добытые углеводороды могут быть переработаны с использованием различных процессов для получения из углеводородов различных продуктов.

Следует отметить, процессы, указанные в отношении способа 10, могут включать и другие подходящие процессы, которые могут зависеть от местонахождения и характеристик месторождений углеводородов, как это указывается в сейсмических данных, полученных в результате одной или нескольких сейсмических разведок. Таким образом, следует понимать, что вышеописанные процессы не представляют собой исчерпывающий перечень

процессов, которые могут быть осуществлены после определения мест нахождения и характеристик месторождений углеводородов в подземной зоне.

С учетом вышеизложенного на фиг. 2 приведено схематическое представление системы 22 морской сейсмической разведки (например, для
5 использования на шаге 12 фиг. 1), которая может использоваться для получения сейсмических данных (например, сигналов), относящихся к подземной зоне под морским дном. Обычно морская сейсмическая разведка с помощью системы 22 может выполняться в океане 24 или в другом водоеме над подземной зоной 26, которая находится под морским дном 28.

10 Система 22 морской сейсмической разведки может включать судно 30, один или несколько сейсмических источников 32, сейсмическую косу 34, один или несколько сейсмических приемников 36 и/или другое оборудование, которое может способствовать получению сейсмических изображений, представляющих геологические образования в подземной зоне 26. Судно 30 может буксировать
15 сейсмический источник (или источники) 32, например пневматический источник сейсмических сигналов, который может излучать энергию, например, в форме сейсмических колебательных сигналов, которые направляются в сторону морского дна 28. Судно 30 может также буксировать сейсмическую косу 34 с приемниками 36 (например, гидрофонами), которые могут принимать
20 сейсмические колебательные сигналы, излучаемые источниками 32, после их отражения от различных геологических образований (например, соляные купола, разломы, складки и т.п.) внутри подземной зоны 26. Хотя в описании системы 22 морской сейсмической разведки указан один сейсмический источник 32 (представленный на фиг. 2 как пневматический источник сейсмических
25 сигналов) и один приемник 36 (показанный на фиг. 2 как группа гидрофонов), однако система 22 морской сейсмической разведки может содержать группу сейсмических источников 32 и группу приемников 36. Аналогично, хотя для системы 22 морской сейсмической разведки указана выше одна сейсмическая коса 34, однако следует понимать, что эта система 22 может включать несколько
30 сейсмических кос, аналогичных косе 34. Кроме того, дополнительные суда 30 могут включать дополнительные сейсмические источники 32, сейсмические косы 34 и другое оборудование для выполнения операций системы 22 морской сейсмической разведки.

На фиг. 3 приведено схематическое представление системы 38 наземной сейсмической разведки (например, для использования на шаге 12 фиг. 1), которая может использоваться для получения информации в отношении подземной зоны 26 с земной поверхности. Система 38 наземной сейсмической разведки может включать сейсмический источник 40 и приемник 44, оба наземного базирования. В некоторых вариантах система 38 наземной сейсмической разведки может включать группу сейсмических источников 40 и один или несколько приемников 44 и 46, все наземного базирования. Для целей описания система 38 наземной сейсмической разведки включает сейсмический источник 40 и два приемника 44 и 46, все наземного базирования. Сейсмический источник 40 (например, сейсмический вибратор) наземного базирования может быть расположен на земной поверхности 42 над подземной зоной 26, представляющей интерес. Сейсмический источник 40 наземного базирования может излучать энергию (например, звуковые волны, сейсмические колебательные сигналы), которые направляются в подземную зону 26. После достижения различных геологических образований (например, соляных куполов, разломов, складок) внутри подземной зоны 26 энергия, излучаемая сейсмическим источником 40 наземного базирования, может отразиться от этих геологических образований и приниматься или записываться одним или несколькими приемниками (44 и 46) наземного базирования.

В некоторых вариантах приемники 44 и 46 наземного базирования могут быть распределены по земной поверхности 42 для формирования структуры типа "сетка". В этом случае каждый приемник 44 или 46 наземного базирования может принимать отраженные сейсмические колебательные сигналы, передаваемые в подземную зону 26 сейсмическим источником 40. В некоторых случаях один сейсмический колебательный сигнал, излучаемый сейсмическим источником 40, может отражаться от различных геологических образований и приниматься разными приемниками. Например, как показано на фиг. 3, сейсмический источник 40 может излучать энергию, которая может быть направлена в подземную зону 26 в форме сейсмических колебательных сигналов 48. Первый приемник 44 может принимать отражение сейсмического колебательного сигнала 48 от одного геологического образования, и второй приемник 46 может принимать отражение сейсмического колебательного

сигнала 48 от другого геологического образования. При этом первый приемник 44 может принимать отраженный сейсмический колебательный сигнал 50, и второй приемник 46 может принимать отраженный сейсмический колебательный сигнал 52.

5 Вне зависимости от того, как были получены сейсмические данные, вычислительная система (например, для использования на шаге 12 фиг. 1) может анализировать сейсмические колебательные сигналы, полученные приемниками 36, 44, 46 для определения сейсмической информации, относящейся к геологической структуре, местонахождению и характеристикам месторождений углеводородов и т.п. в подземной зоне 26. На фиг. 4 приведена блок-схема
10 примера такой вычислительной системы 60, которая может выполнять различные операции по анализу сейсмических данных, полученных приемниками 36, 44, 46, для определения структуры и/или прогнозирования сейсмических характеристик геологических образований в подземной зоне 26.

15 Как показано на фиг. 4, вычислительная система 60 может включать устройство 62 связи, процессор 64, запоминающее устройство 66, хранилище 68 данных, порты 70 ввода-вывода и дисплей 72. В некоторых вариантах в вычислительной системе 60 может отсутствовать одно или несколько из дисплея 72, устройства 62 связи и/или портов 70 ввода-вывода. Устройство 62 связи
20 может быть устройством проводной или беспроводной связи, которое может обеспечивать обмен информацией между приемниками 36, 44, 46, одной или несколькими базами 74 данных (БД), другими вычислительными устройствами и/или другими устройствами, имеющими возможность обмена информацией. В одном из вариантов вычислительная система 60 может принимать данные 76 из
25 приемников (например, сейсмические данные, сейсмограммы и т.п.) через сетевое устройство, через базу 74 данных или через иное средство. Процессор 64 вычислительной системы 60 может анализировать или обрабатывать данные 76, получаемые из приемников, для определения особенностей, касающихся геологических образований в подземной зоне 26.

30 Процессор 64 может быть любым типом вычислительного процессора или микропроцессора, способного выполнять программные коды, исполняемые компьютером. Процессор 64 может также включать группу процессоров, которые могут выполнять нижеописанные операции. Запоминающее устройство

66 и хранилище 68 данных могут быть любыми изделиями, которые могут служить в качестве носителей информации для хранения программных кодов, исполняемых процессором, данных и т.п. Эти изделия могут представлять собой машиночитаемые носители информации (например, любые подходящие формы запоминающих устройств или хранилищ данных), которые могут хранить программные коды, используемые процессором 64 для выполнения процессов, описанных в заявке. Как правило, процессор 64 может выполнять программные приложения, включающие программы, которые обеспечивают обработку сейсмических данных, полученных через приемники системы сейсмической разведки в соответствии с вариантами, описанными в заявке.

В одном или в нескольких вариантах процессор 64 может осуществлять функции одного или нескольких процессоров классификации и/или сегментации или работать вместе с ними. В одном или в нескольких вариантах процессоры классификации и/или сегментации могут быть, например, линейными классификаторами (такими как, например, классификаторы в форме многослойного персептрона), классификаторами, использующими опорные векторы, и/или квадратичными классификаторами. В других вариантах процессоры классификации и/или сегментации могут быть реализованы с использованием нейронных сетей. Одна или несколько нейронных сетей могут быть реализованы с помощью программных или аппаратных средств. Одна или несколько нейронных сетей могут быть сверточными нейронными сетями. В одном или в нескольких вариантах процессоры классификации и/или сегментации могут выполнять сегментацию изображений.

В одном или в нескольких вариантах эти процессоры классификации и/или сегментации могут обеспечивать ответные сигналы на различные входные сигналы. Процесс, посредством которого процессор классификации и/или сегментации обучается и отвечает на различные входные сигналы, может быть в общем случае указан как процесс обучения.

Запоминающее устройство 66 и хранилище 68 данных также могут использоваться для хранения данных, результатов анализа данных, программных приложений и т.п. Запоминающее устройство 66 и хранилище 68 данных могут представлять собой энергонезависимые машиночитаемые носители информации (например, любые подходящие формы запоминающих устройств или хранилищ

данных), которые могут хранить программные коды, используемые процессором 64 для выполнения различных процессов, описанных в заявке. Следует отметить, что термин "энергонезависимый (физический)" просто указывает, что носитель информации является материальным объектом, а не сигналом.

5 Порты 70 ввода-вывода могут быть средствами сопряжения, которые могут обеспечивать соединение с другими периферийными устройствами, такими как устройства ввода данных (например, клавиатура, мышь), датчики, модули ввода-вывода и т.п. Порты 70 ввода-вывода могут обеспечивать возможность для вычислительной системы 60 обмена информацией с другими устройствами в системе 22 морской сейсмической разведки, в системе 38 наземной сейсмической разведки и в других подобных системах через порты 70 ввода-вывода.

10 На дисплее 72 может визуализироваться информация, связанная с программным обеспечением или исполняемыми программными кодами, обрабатываемыми процессором 64. В одном из вариантов дисплей 72 может быть сенсорным дисплеем, способным принимать информацию, вводимую пользователем вычислительной системы 60. Дисплей 72 может также использоваться для просмотра и изучения результатов анализа полученных сейсмических данных для определения геологических образований в подземной зоне 26, расположения и характеристик месторождений углеводородов в подземной зоне 26, прогноза сейсмических характеристик, связанных с одной или с несколькими скважинами в подземной зоне 26 и т.п. Дисплей 72 может быть любым подходящим типом дисплея, таким как, например, жидкокристаллический дисплей, плазменный дисплей или дисплей на органических светодиодах. В дополнение к отображению на дисплее 72 визуальных образов, описанных в заявке, следует отметить, что вычислительная система 60 может также осуществлять отображение информации и на других физических средствах, таких как бумага (например, с использованием печати) и т.п.

25 С учетом всего вышесказанного технология, описанная в заявке, может быть также осуществлена с помощью суперкомпьютера, использующего многочисленные вычислительные системы 60, с помощью облачной вычислительной системы или им подобных средств, для распределения

процессов, подлежащих выполнению вычислительными системами 60. В этом случае каждая вычислительная система 60, работающая как часть суперкомпьютера, может содержать не все компоненты из перечня, указанного выше для вычислительной системы 60. Например, в вычислительных системах 60 могут отсутствовать дисплеи 72, поскольку в использовании этих дисплеев нет необходимости для суперкомпьютера, предназначенного для непрерывной обработки сейсмических данных.

После осуществления различных типов обработки сейсмических данных вычислительная система 60 может сохранять результаты анализа в одной или в нескольких базах 74 данных. Базы 74 данных могут быть подсоединены к сети, которая может передавать данные в вычислительную систему 60 и принимать данные из нее через устройство 62 связи. Кроме того, базы 74 данных могут сохранять информацию, относящуюся к подземной зоне 26, такую как предыдущие сейсмограммы, данные геологических образцов, сейсмические изображения и им подобную информацию, относящуюся к подземной зоне 26.

Хотя в отношении вычислительной системы 60 были указаны вышеописанные компоненты, следует отметить, что вычислительная система 60 может быть сформирована из других им подобных компонентов. Кроме того, вычислительная система 60 может быть также частью системы 22 морской сейсмической разведки или системы 38 наземной сейсмической разведки и, соответственно, может осуществлять мониторинг и управление определенными операциями сейсмических источников 32 или 40, приемников 36, 44, 46 и им подобных устройств. Кроме того, следует отметить, что перечисленные компоненты указываются в качестве примеров, и варианты, рассмотренные в настоящей заявке, не ограничиваются компонентами, описанными со ссылками на фиг. 4.

В некоторых вариантах вычислительная система 60 может генерировать двухмерное или трехмерное представление подземной зоны 26 на основе сейсмических данных, полученных от вышеупомянутых приемников. Кроме того, сейсмические данные, связанные с различными комбинациями источник-приемник, могут быть объединены для формирования практически непрерывного профиля подземной зоны 26, которая может простирается на некоторое расстояние. При двухмерной сейсмической разведке точки

расположения приемников могут быть распределены по одной линии, в то время как при трехмерной сейсмической разведке точки расположения приемников могут быть распределены по поверхности, формируя сетку. Таким образом, двухмерная сейсмическая разведка может обеспечивать вид сечения

5 (вертикальный разрез) подземных слоев, как они расположены непосредственно под точками расположения приемников. С другой стороны, трехмерная сейсмическая разведка может обеспечивать трехмерный массив данных, который может соответствовать трехмерному изображению подземной зоны 26.

Кроме того, может использоваться четырехмерная сейсмическая разведка
10 (съемка с заданным временным интервалом), которая может включать сейсмические данные, полученные при выполнении трехмерной сейсмической разведки в разные моменты времени. Используя разные сейсмические изображения, полученные в разные моменты времени, вычислительная система
60 может сравнивать два изображения для определения изменений в подземной
15 зоне 26.

В любом случае результаты сейсмической разведки могут содержать большое количество отдельных сейсмических записей или сейсмотрасс. В этом случае вычислительная система 60 может использоваться для анализа полученных сейсмических данных для получения изображения,
20 представляющего подземную зону 26, и определения местонахождения и характеристик месторождений углеводородов. Для этой цели могут использоваться различные алгоритмы обработки сейсмических данных для устранения шумов из полученных сейсмических данных, перемещения
предварительно обработанных сейсмических данных, определения сдвигов
25 между множеством сейсмических изображений, выравнивания множества сейсмических изображений и других, им подобных операций.

После анализа вычислительной системой 60 полученных сейсмических данных результаты этого анализа (например, сейсмограммы, сейсмические
изображения, карта геологических образований и т.п.) могут использоваться для
30 выполнения различных операций в отраслях разведки и добычи углеводородов. Например, как это уже указывалось, полученные сейсмические данные могут использоваться для осуществления способа 10 фиг. 1, на котором

детализируются различные процессы, которые могут быть выполнены на основе анализа полученных сейсмических данных.

В некоторых вариантах результаты анализа сейсмических данных могут обеспечиваться в сочетании со схемой обработки сейсмических данных, которая
5 включает сбор сейсмических данных, редактирование сейсмических данных, первоначальную обработку сейсмических данных, обработку сигналов, приведение к требуемым условиям и получение изображений (которая может включать, например, получение отображаемых разрезов или объемов) перед
10 какой-либо интерпретацией сейсмических данных, другое улучшение изображений в соответствии с заданными целями разведки, получение атрибутов для обработанных сейсмических данных, повторную интерпретацию сейсмических данных, при необходимости, и определение и/или прогнозирование перспектив бурения или другие применения сейсмической разведки. В результате может быть определено расположение углеводородов в
15 подземной зоне 26. Ниже будут более подробно описаны технологии для обнаружения особенностей подземной зоны по сейсмическим данным/изображениям.

В процессе обработки сейсмических данных может быть необходимо определить случаи алиасинга в сейсмических данных. Алиасинг обычно
20 относится к явлению, которое приводит к тому, что разные сигналы становятся неотличимыми друг от друга, когда осуществляется их дискретизация. Кроме того, если представление данных, содержащихся в сигналах, формируется на основе дискретизированных сигналов, которые отличаются от действительных сигналов, то в результате на основе дискретизированных сигналов формируется
25 представление, которое отличается от действительного представления. После обнаружения алиасинга в представлении сейсмических данных этот алиасинг может быть устранен. Обнаружение и устранение алиасинга может быть особенно важным в случае выполнения интерполяции с использованием обработанных сейсмических данных.

30 Термин "интерполяция" обычно означает процесс определения новых частей/точек данных на основе массива известных данных. В контексте обработки сейсмических данных интерполяция обычно относится к процессу определения новой части сейсмических данных на основе имеющейся части этих

данных. При выполнении интерполяции сейсмических данных определение и/или устранение алиасинга из имеющейся части сейсмических данных может быть важным, поскольку наличие алиасинга в имеющейся части сейсмических данных может привести к появлению ошибочных данных в новой части сейсмических данных, полученной путем интерполяции. В общем случае большинство алгоритмов интерполяции работают неудовлетворительно, когда они применяются к сейсмическим данным, содержащим алиасинг.

Ввиду вышеуказанных технических проблем, вызываемых алиасингом, имеющимся в сейсмических данных, когда сейсмические данные должны обрабатываться, один или несколько вариантов осуществления настоящего изобретения направлены на способ и устройство, обеспечивающие идентификацию и/или устранение алиасинга с помощью алгоритмов глубокого обучения. В частности, один или несколько вариантов осуществления настоящего изобретения могут осуществлять устранение алиасинга. Алгоритмы, предназначенные для осуществления компьютером, обычно сталкиваются с трудностями при попытках идентификации и устранения алиасинга. Один или несколько вариантов осуществления настоящего изобретения могут использоваться для улучшения способов интерполяции, таких как способы проецирования на выпуклые множества и способы, использующие преобразования Фурье, в которых устраняется растекание спектра.

Для обнаружения и/или устранения алиасинга из сейсмических данных, в одном или в нескольких вариантах могут выполняться один или несколько нижеописанных шагов способа. Способ может включать выполнение моделирования подземной зоны для получения соответствующих сейсмических данных. Моделирование в общем случае относится к получению имитируемой подземной зоны и к ее представлению с использованием соответствующих имитируемых сейсмических данных. В процессе выполнения моделирования в способе могут генерироваться: 1) имитируемые сейсмические данные, которые не включают алиасинг; и 2) имитируемые сейсмические данные, которые включают алиасинг. Ниже описаны конкретные сейсмические данные, полученные в результате моделирования, однако другие варианты осуществления настоящего изобретения могут быть применены к любому другому типу данных, из которых должен быть устранен алиасинг.

После получения вышеуказанных имитируемых сейсмических данных способ может включать отображение полученных сейсмических данных на другую область для осуществления анализа данных, как это будет подробно описано ниже. В частности, в одном или в нескольких вариантах может
5 осуществляться отображение, например, на область Фурье. Хотя в настоящей заявке конкретно указана область Фурье, однако в других вариантах отображение данных может осуществляться на другие области с использованием других преобразований, таких как, например, вейвлет-преобразование, сейслет-преобразование, преобразование Абеля, преобразование Бейтмена,
10 преобразование Габора, преобразование Лапласа, преобразование Якоби и/или любые другие типы преобразований.

После генерации сейсмических данных без алиасинга и сейсмических данных с алиасингом (вместе с их соответствующими представлениями в области Фурье) в одном или в нескольких вариантах может осуществляться
15 обучение вычислительной системы для идентификации характеристик алиасинга внутри данных путем анализа сгенерированных данных с алиасингом и сгенерированных данных без алиасинга. Идентифицируемые характеристики алиасинга могут быть указаны в общем случае как "сигнатуры" алиасинга. В этой связи в одном или в нескольких вариантах может осуществляться обучение
20 процессора классификации и/или сегментации для анализа данных с алиасингом, чтобы выделить сигнатуру алиасинга. В одном или в нескольких вариантах могут также анализироваться соответствующие преобразования данных с алиасингом и данных без алиасинга для выделения сигнатуры алиасинга, которая появляется в области Фурье.

В одном или в нескольких вариантах процессор классификации и/или сегментации, который должен быть обучен, может быть вычислительной системой, в которой реализуется алгоритм глубокого обучения. В этом случае в способе, используемом в одном или в нескольких вариантах, может
25 осуществляться реализованный алгоритм глубокого обучения для идентификации сигнатур алиасинга, причем одна или несколько сигнатур алиасинга могут появиться, например, в области Фурье. В одном или в нескольких вариантах реализованный алгоритм глубокого обучения может быть алгоритмом многослойного персептрона. Хотя указаны конкретно алгоритмы
30

многослойного персептрона, в других вариантах могут использоваться другие реализованные алгоритмы глубокого обучения.

В процессе обучения процессора классификации и/или сегментации его обучение может осуществляться путем анализа отмеченных экземпляров сейсмических данных. Данные с алиасингом (и соответствующее преобразование) могут быть отмечены как "с алиасингом", а данные без алиасинга (и соответствующее преобразование) могут быть отмечены как "без алиасинга". Затем эти экземпляры данных с алиасингом и экземпляры данных без алиасинга могут быть поданы на вход системы глубокого обучения для завершения процесса обучения.

Как уже указывалось, система глубокого обучения может быть обучена с использованием массивов имитируемых данных с алиасингом и данных без алиасинга. Имитируемые данные могут быть указаны в общем случае как синтезированные данные. Затем после подготовки системы глубокого обучения для идентификации сигнатур алиасинга (и, соответственно, подготовки для обнаружения возникновения алиасинга в сейсмических данных) в одном или в нескольких вариантах обученная система глубокого обучения может использоваться для обнаружения возникновения алиасинга в действительных сейсмических данных, которые подлежат анализу (в отличие от анализа вышеуказанных имитируемых сейсмических данных). Действительные сейсмические данные могут быть сейсмическими данными, для которых должен быть идентифицирован алиасинг, и из которых должен быть устранен идентифицированный алиасинг. Как и в процессе, который применяют к вышеописанным смоделированным/имитируемым данным, в способе по одному или по нескольким вариантам действительные сейсмические данные также отображают в область Фурье.

Затем в одном или в нескольких вариантах действительные сейсмические данные (и их соответствующее преобразование) подают на вход обученной системы глубокого обучения. Затем система может идентифицировать сигнатуры алиасинга в действительных сейсмических данных и устранить алиасинг, соответствующий идентифицированным сигнатурам, из действительных сейсмических данных.

В одном или в нескольких вариантах может идентифицироваться и устраняться алиасинг из преобразованных сейсмических данных (то есть, алиасинг может быть устранен из сейсмических данных, представленных в области Фурье). После устранения алиасинга в способе по одному или по
5 нескольким вариантам может быть выполнено обратное преобразование Фурье преобразованных сейсмических данных. В результате обратного преобразования Фурье в одном или в нескольких вариантах осуществления настоящего изобретения преобразованные сейсмические данные могут быть преобразованы из области Фурье обратно во временную область.

10 Как уже указывалось, в одном или в нескольких вариантах сначала может осуществляться обучение процессора классификации и/или сегментации с использованием смоделированных сейсмических данных. На фиг. 5 приведены представления смоделированных сейсмических данных, которые не содержат алиасинг. Представление 510 может быть смоделированными сейсмическими
15 данными, показанными в координатах времени и расстояния. В одном или в нескольких вариантах может осуществляться преобразование для отображения смоделированных сейсмических данных в другую область. Например, в одном или в нескольких вариантах осуществления настоящего изобретения может осуществляться преобразование Фурье сейсмических данных представления 510,
20 чтобы преобразовать сейсмические данные в область Фурье. Представление 520 относится к сейсмическим данным, полученным в области Фурье, в которой сейсмические данные показаны в координатах частоты и волнового числа. Представления 510 и 520 могут быть примерами смоделированных данных, которые не содержат алиасинг.

25 На фиг. 6 показаны сравнительные представления сейсмических данных без алиасинга и сейсмических данных с алиасингом. Как уже указывалось, представление 510 является представлением сейсмических данных без алиасинга, показанных в координатах времени и расстояния.

30 Представление 520 является представлением тех же сейсмических данных без алиасинга, полученным в области Фурье, в которой сейсмические данные показаны в координатах частоты и волнового числа. Как уже указывалось, в одном или в нескольких вариантах могут генерироваться смоделированные данные, которые включают алиасинг. В частности, в одном или в нескольких

вариантах может осуществляться способ разреживания сейсмических данных без алиасинга для генерации сейсмических данных с алиасингом. Представление 610 является представлением сейсмических данных с алиасингом, показанных в координатах времени и расстояния. Представление 610 является представлением

5 данных с алиасингом, полученных из данных без алиасинга представления 510.

Как видно вверху слева на представлении 610, оно включает ступенчатые формы, которые обычно являются указанием на наличие алиасинга.

Представление 620 является представлением тех же сейсмических данных с алиасингом, полученным в области Фурье, в которой сейсмические данные

10 показаны в координатах частоты и волнового числа. Сравнивая представление 520 Фурье и представление 620 Фурье, можно отметить, что нижняя часть 621 слева и верхняя часть 622 справа представления 620 Фурье указывают на наличие алиасинга.

Как уже указывалось, в одном или в нескольких вариантах может

15 осуществляться обучение процессора классификации и/или сегментации с использованием отмеченных входных данных. Обучение процессора классификации и/или сегментации может осуществляться на смоделированных (имитируемых) сейсмических данных и/или на действительных сейсмических

20 данных. В одном или в нескольких вариантах представления данных с алиасингом и представления данных без алиасинга могут быть отмечены, и в одном или в нескольких вариантах отмеченные представления могут быть поданы на вход процессора классификации и/или сегментации для облегчения обучения этого процессора. Сейсмические данные, которые были отображены на область преобразования, также могут быть отмечены и поданы на вход

25 процессора классификации и/или сегментации. В этом случае процессор классификации и/или сегментации может обнаруживать присутствие алиасинга с использованием глубокого обучения.

Процессор классификации и/или сегментации может быть

30 классификатором, реализованным в форме многослойного перцептрона. Хотя в одном или в нескольких вариантах может использоваться вышеуказанный классификатор, однако в других вариантах могут использоваться другие типы классификаторов, таких как, например, другие линейные классификаторы, классификаторы опорных векторов, квадратичные классификаторы. Процессор

классификации и/или сегментации может быть также реализован с использованием сверточных нейронных сетей, и/или циклических нейронных сетей, и т.п. Может быть осуществлено обучение процессора классификации и/или сегментации для обнаружения присутствия алиасинга в представлении преобразованных данных.

Таким образом, в том случае, когда данные с алиасингом были преобразованы в область Фурье, может быть осуществлено обучение процессора классификации и/или сегментации для классификации/идентификации частей сейсмических данных (в спектре частота-волновое число), содержащих алиасинг.

Для классификации/идентификации алиасинга, имеющего место в сейсмических данных, обученным процессором классификации и/или сегментации в одном или в нескольких вариантах этот процессор может генерировать на выходе интерпретируемые двоичные данные в ответ на вводимые сейсмические данные. Что касается отметок сейсмических данных, которые используются для обучения процессора классификации и/или сегментации, то отметка "1" может быть сделана для данных, которые содержат алиасинг, в то время как отметка "0" может быть сделана для данных, которые не содержат алиасинг. Как уже указывалось, сейсмические данные, которые отображаются на область преобразования, могут использоваться для обучения процессора классификации и/или сегментации. В одном из примеров, когда в преобразовании Фурье входных данных $X_f(i, j)$ имеет место алиасинг, обученный процессор классификации и/или сегментации может формировать на выходе двоичные данные, которые соответствуют $y(i, j) = 1$. Когда в преобразовании Фурье входных данных $X_f(i, j)$ нет алиасинга, обученный процессор классификации и/или сегментации может генерировать на выходе двоичные данные, которые соответствуют $y(i, j) = 0$. Далее, в одном или в нескольких вариантах обученный процессор классификации и/или сегментации может быть также сконфигурирован для того, чтобы генерировать на выходе более сложные данные, такие как $y(i, j) = p$, где $0 < p < 1$, и p представляет вероятность присутствия алиасинга. В результате анализа отмеченных входных данных в одном или в нескольких вариантах может быть осуществлено обучение системы для обнаружения присутствия алиасинга в сейсмических данных,

представленных, например, в области Фурье. Как уже указывалось, в других вариантах может осуществляться обучение для обнаружения присутствия алиасинга в других областях, таких как, например, вейвлет-область и/или сейслет-область.

5 После того, как осуществлено обучение процессора классификации и/или сегментации для обнаружения присутствия алиасинга, в одном или в нескольких вариантах могут быть выделены те части сейсмических данных, которые содержат алиасинг. Например, в одном или в нескольких вариантах процессор классификации и/или сегментации может формировать маску на основе частей с
10 обнаруженным алиасингом, и эта маска может использоваться для устранения энергии алиасинга.

На фиг. 7 показано представление данных с алиасингом в области Фурье, вместе с соответствующей маской, в соответствии с одним или несколькими вариантами осуществления настоящего изобретения. Как уже указывалось, после
15 того, как процессор классификации и/или сегментации идентифицировал/выделил части данных, содержащие алиасинг, этот процессор может формировать маску на основе идентифицированных/выделенных частей данных, содержащих алиасинг. Затем эта маска может быть применена к данным с алиасингом для устранения этих данных. Представление 710 является
20 представлением сейсмических данных с алиасингом (в области Фурье), в котором большое количество алиасинга присутствует в верхней правой и в нижней левой частях представления. Маска 720 соответствует маске (обозначена белым цветом), предназначенной для применения к алиасингу, который присутствует в верхней правой и в нижней левой частях представления 710.

25 Как уже указывалось, маска может быть применена к преобразованным данным с алиасингом. После применения маски к преобразованным данным с алиасингом эта маска будет в общем случае устранять алиасинг из трансформированных данных с алиасингом, как это будет подробно описано ниже. В одном или в нескольких вариантах осуществления настоящего
30 изобретения маска может включать одну или несколько величин для применения к преобразованным данным с алиасингом. Каждая величина маски может быть связана с частью преобразованных данных с алиасингом, и каждая величина указывает на обнаружение алиасинга в соответствующей части преобразованных

данных с алиасингом. В одном из иллюстративных вариантов маска может включать двоичные величины "1" и "0", причем величина "1" присваивается, если в соответствующей части преобразованных данных с алиасингом был обнаружен алиасинг, и величина "0" присваивается, если в соответствующей части преобразованных данных с алиасингом алиасинг не был обнаружен. Хотя были указаны конкретные двоичные величины "0" и "1", однако в других вариантах для указания присутствия алиасинга могут использоваться и другие величины.

В случае вышеописанного примера маски, которая включает двоичные величины "1" и "0", в одном или в нескольких вариантах маска может применяться к преобразованным данным с алиасингом путем удаления частей преобразованных данных с алиасингом, которые связаны с двоичной величиной "1", причем части преобразованных данных с алиасингом, которые связаны с двоичной величиной "0", не удаляются. Таким образом, в одном или в нескольких вариантах маска может применяться к преобразованным данным с алиасингом для эффективного удаления алиасинга из этих данных.

После удаления алиасинга из преобразованных данных с алиасингом в одном или в нескольких вариантах может быть выполнено обратное преобразование для отображения преобразованных данных (уже без алиасинга) во временной области. Например, в случае удаления алиасинга из данных с алиасингом, преобразованных в область Фурье, в одном или в нескольких вариантах может быть выполнено обратное преобразование Фурье для отображения сейсмических данных во временной области. Таким образом, в результате сейсмические данные будут выражены во временной области, причем из этих данных будет в значительной степени удален имеющийся алиасинг.

В свете вышеизложенного в одном или в нескольких вариантах может использоваться маска для удаления алиасинга из сейсмических данных, которые были отображены на область преобразования. После удаления алиасинга из сейсмических данных, которые были отображены на область преобразования, в одном или в нескольких вариантах может выполняться обратное преобразование для отображения сейсмических данных во временную область. Поскольку алиасинг был удален ранее из сейсмических данных, то сейсмические данные (отображенные во временной области) будут в основном свободны от алиасинга.

В дополнение к вышеуказанным достоинствам в одном или в нескольких вариантах может использоваться способ уточнения дискретизации и модификации эффективной частоты Найквиста. В частности, в одном или в нескольких вариантах осуществления настоящего изобретения частота

5 Найквиста может быть эффективно увеличена. Алиасинг может возникать, когда сейсмические данные предназначены для представления сейсмических сигналов, частота которых превышает частоту Найквиста. В частности, алиасинг может возникать, когда частота сейсмических сигналов превышает частоту Найквиста, поскольку эти сигналы восстанавливаются с использованием сигналов, частота
10 которых меньше частоты Найквиста, как это описано более подробно ниже.

Если известно, что сейсмические данные содержат данные с алиасингом, и если может быть определена частота сигналов, из которых получены данные с алиасингом, то действительная частота данных с алиасингом может быть определена в соответствии со следующей математической зависимостью:

15
$$f_{\text{алиасинга}} = f_{\text{Найкв.}} - (f_{\text{действ.}} - f_{\text{Найкв.}})$$

Поэтому, поскольку в одном или в нескольких вариантах могут быть определены части сейсмических данных, содержащие алиасинг, и поскольку может быть определена частота данных с алиасингом, то в одном или в нескольких вариантах осуществления настоящего изобретения может быть также
20 определена действительная частота данных с алиасингом.

Как уже указывалось, алиасинг может возникать, когда частота сейсмических сигналов превышает частоту Найквиста, поскольку эти сигналы восстанавливаются с использованием сигналов, частота которых меньше частоты Найквиста. Таким образом, сейсмические данные, включающие данные с
25 алиасингом и данные без алиасинга, вначале представляют в диапазоне частот от 0 до частоты Найквиста ($f_{\text{Найкв.}}$). Поскольку частоты некоторых сейсмических сигналов находятся за пределами вышеуказанного узкого диапазона частот, то эти сейсмические сигналы неверно интерпретируются в представлении сейсмических данных, и, соответственно, возникает алиасинг.

30 В одном или в нескольких вариантах сейсмические данные могут быть представлены теперь в более широкой полосе частот, например, от 0 до $2 f_{\text{Найкв.}}$. В одном или в нескольких вариантах сейсмические данные могут быть представлены в более широкой полосе частот путем перемещения данных с

алиасингом на их правильные положения в области преобразования (такой как, например, пространство частота-волновое число), так что они не остаются в их первоначальном положении, как это описывается ниже более подробно. Таким образом, в одном или в нескольких вариантах осуществления настоящего изобретения сейсмические данные могут быть представлены правильно путем эффективного повышения частоты дискретизации. Таким образом, в одном или в нескольких вариантах осуществления настоящего изобретения сейсмические данные могут быть более корректно представлены путем эффективного удвоения частоты дискретизации. Хотя в вышеописанном варианте частота Найквиста эффективно увеличивается в два раза, однако в других вариантах эта частота может быть эффективно увеличена на любую другую требуемую величину.

В одном или в нескольких вариантах осуществления настоящего изобретения может осуществляться восстановление сейсмических данных, представленных в области преобразования (такой как, например, область частота-волновое число), в которой ширина полосы частот больше частоты Найквиста. Части сейсмических данных, которые были определены (с использованием алгоритма классификации) как данные, не содержащие алиасинг, могут быть оставлены в том виде, в каком они есть. Эти неизменные части сейсмических данных могут быть представлены точно путем непосредственного представления. С другой стороны, части сейсмических данных, которые были определены как содержащие алиасинг, могут быть представлены в расширенном спектре.

На фиг. 8 показано представление восстановленных данных после увеличения эффективной частоты Найквиста, в соответствии с одним или несколькими вариантами. В частности, на фиг. 8 иллюстрируется пример, в котором частота Найквиста ($f_{\text{Найкв.}}$) эффективно удвоена. На фиг. 8А приведено представление сейсмических данных, которые содержат алиасинг. На фиг. 8В иллюстрируется преобразование Фурье тех же сейсмических данных, которые содержат алиасинг. На фиг. 8Б иллюстрируется представление восстановления тех же сейсмических данных, причем частота $f_{\text{Найкв.}}$ была эффективно увеличена. Таким образом, алиасинг был в основном удален из сейсмических данных фиг. 8Б. На фиг. 8Г показано преобразование Фурье сейсмических данных фиг. 8Б,

причем частота $f_{\text{Найкв}}$ была эффективно увеличена, в результате чего возникший алиасинг удален.

На фиг. 9 приведена блок-схема способа 900, который представляет собой способ по одному или нескольким вариантам. Способ по одному или нескольким вариантам может быть выполнен, например, с использованием вычислительной системы фиг. 4.

Способ на шаге 910 может включать прием смоделированных сейсмических данных, которые должны быть проанализированы по меньшей мере одним процессором классификации и/или сегментации. Смоделированные сейсмические данные могут быть представлены в области преобразования. На шаге 920 способ включает формирование данных на выходе с помощью по меньшей мере одного процессора классификации и/или сегментации на основе принятых смоделированных сейсмических данных. На шаге 930 способ может включать сравнение данных на выходе по меньшей мере одного процессора классификации и/или сегментации с требуемыми выходными данными. На шаге 940 способ может также включать модификацию по меньшей мере одного процессора классификации и/или сегментации таким образом, чтобы данные на его выходе соответствовали требуемым выходным данным.

На фиг. 10 приведена блок-схема способа 1000, который представляет собой способ по одному или нескольким вариантам. Способ по одному или нескольким вариантам может быть выполнен, например, с использованием вычислительной системы фиг. 4.

На шаге 1010 способ включает прием действительных сейсмических данных. Принятые действительные сейсмические данные содержат алиасинг, который должен быть идентифицирован по меньшей мере одним процессором классификации и/или сегментации. Принятые действительные сейсмические данные могут быть представлены в области преобразования. На шаге 1020 способ также включает формирование данных на выходе с помощью по меньшей мере одного процессора классификации и/или сегментации на основе принятых сейсмических данных. На шаге 1030 способ включает корректировку действительных сейсмических данных для устранения алиасинга на основе данных на выходе.

Вышеописанные конкретные варианты были рассмотрены в качестве примера, и следует понимать, что эти варианты могут допускать различные модификации и альтернативные формы. Следует также понимать, что формула не должна считаться ограниченной описанными конкретными формами, напротив, она охватывает все модификации, эквиваленты и альтернативы, находящиеся в пределах сущности и объема настоящего изобретения.

Способы и технические средства, представленные и заявленные в настоящей заявке, относятся и применяются к материальным объектам и к конкретным примерам практического применения, которые явно улучшают современные технологии, и потому не могут быть охарактеризованы как абстрактные, нематериальные или чисто теоретические. Кроме того, если любой пункт формулы изобретения, приведенной в конце настоящей заявки, содержит один или несколько элементов, указанных как "средства для выполнения функции ..." или "шаг для выполнения функции ...", то следует иметь в виду, что такие элементы должны толковаться в соответствии с разделом 35 Свода законов США, §112(1). Однако для любого пункта формулы изобретения, содержащего элементы, указанные любым иным образом, следует иметь в виду, что такие элементы не должны толковаться в соответствии с разделом 35 Свода законов США, §112(1).

ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

для рассмотрения на региональной фазе

1. Компьютерная система, содержащая:
- 5 запоминающее устройство, хранящее команды; и
- процессор, выполненный с возможностью исполнять команды так, что он
- конфигурируется на выполнение следующих шагов:
- прием смоделированных сейсмических данных, которые должны быть
- проанализированы указанным по меньшей мере одним процессором, причем
- 10 смоделированные сейсмические данные представлены в области
- преобразования;
- формирование данных на выходе указанного по меньшей мере одного
- процессора на основе принятых смоделированных сейсмических данных;
- сравнение данных на выходе указанного по меньшей мере одного
- 15 процессора с требуемыми данными на выходе; и
- модификацию указанного по меньшей мере одного процессора, так
- чтобы данные на выходе процессора соответствовали требуемым данным на
- выходе.
- 20 2. Компьютерная система по п. 1, в которой прием смоделированных
- сейсмических данных включает прием смоделированных сейсмических данных,
- которые представлены в области Фурье.
3. Компьютерная система по п. 1, в которой процессор реализован с
- 25 помощью многослойного персептрона и/или нейронной сети.
4. Компьютерная система по п. 1, в которой данные, сформированные на
- выходе, включают идентификацию данных с алиасингом.
- 30 5. Компьютерная система по п. 1, в которой принятые смоделированные
- сейсмические данные отмечены как включающие алиасинг.

6. Компьютерная система по п. 5, в которой принятые смоделированные данные представляют собой прореженные смоделированные данные, и алиасинг вводится в смоделированные данные после прореживания.

5 7. Способ устранения алиасинга с использованием глубокого обучения, включающий:

прием, по меньшей мере одним процессором классификации и/или сегментации, смоделированных сейсмических данных, которые должны быть проанализированы указанным по меньшей мере одним процессором, причем смоделированные сейсмические данные представляют в области преобразования;

10 формирование данных на выходе указанного по меньшей мере одного процессора на основе принятых смоделированных сейсмических данных;

15 сравнение данных на выходе указанного по меньшей мере одного процессора с требуемыми данными на выходе; и

модификацию указанного по меньшей мере одного процессора, так чтобы данные на выходе процессора соответствовали требуемым данным на выходе.

20 8. Способ по п. 7, в котором прием смоделированных сейсмических данных включает прием смоделированных сейсмических данных, которые представляют в области Фурье.

25 9. Способ по п. 7, в котором указанный по меньшей мере один процессор реализуют с помощью многослойного персептрона и/или нейронной сети.

10. Способ по п. 7, в котором данные, сформированные на выходе, включает идентификацию данных с алиасингом.

30 11. Способ по п. 7, в котором принятые смоделированные сейсмические данные отмечают как включающие алиасинг.

12. Способ по п. 11, в котором принятые смоделированные данные представляют собой прореженные смоделированные данные, и алиасинг вводится в смоделированные данные после прореживания.

5 13. Компьютерная система, содержащая:
запоминающее устройство, хранящее команды; и
процессор, выполненный с возможностью исполнять команды так, что он
конфигурируется на выполнение следующих шагов:

10 прием действительных сейсмических данных, включающих алиасинг,
которые должны быть идентифицированы указанным по меньшей мере одним
обученным процессором, и принятые действительные сейсмические данные
включают данные, представленные в области преобразования;

15 формирование данных на выходе указанного по меньшей мере одного
обученного процессора на основе принятых действительных сейсмических
данных;

формирование маски на основе данных на выходе; и
удаление алиасинга из принятых действительных сейсмических данных
с использованием сформированной маски.

20 14. Компьютерная система по п. 13, в которой прием действительных
сейсмических данных включает прием действительных сейсмических
данных, которые представлены в области Фурье.

25 15. Компьютерная система по п. 13, в которой указанный по меньшей мере
один обученный процессор реализован помощью многослойного персептрона
и/или нейронной сети.

16. Компьютерная система по п. 13, в которой сформированные данные на
выходе включают идентификацию данных с алиасингом.

30

17. Способ устранения алиасинга с использованием глубокого обучения, включающий:

5 прием действительных сейсмических данных, включающих алиасинг, которые должны быть идентифицированы указанным по меньшей мере одним обученным процессором классификации и/или сегментации, и принятые действительные сейсмические данные включают данные, представленные в области преобразования;

10 формирование данных на выходе указанного по меньшей мере одного обученного процессора на основе принятых действительных сейсмических данных; и

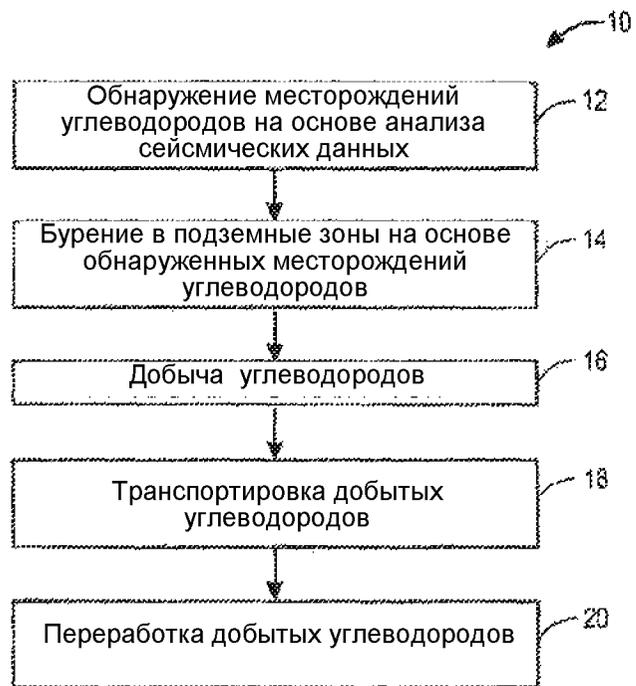
корректировку действительных сейсмических данных для устранения алиасинга на основе данных на выходе.

15 18. Способ по п. 17, в котором прием действительных сейсмических данных включает прием действительных сейсмических данных, которые представляют в области Фурье.

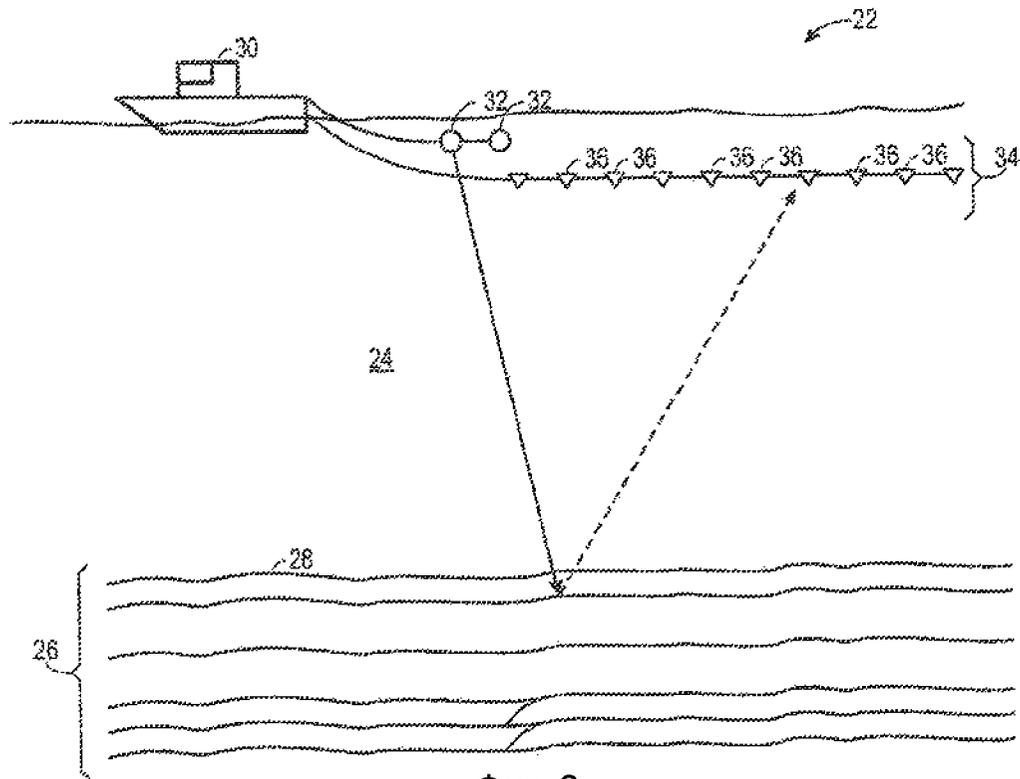
19. Способ по п. 17, в котором указанный по меньшей мере один обученный процессор содержит многослойный персептрон и/или нейронную сеть.

20

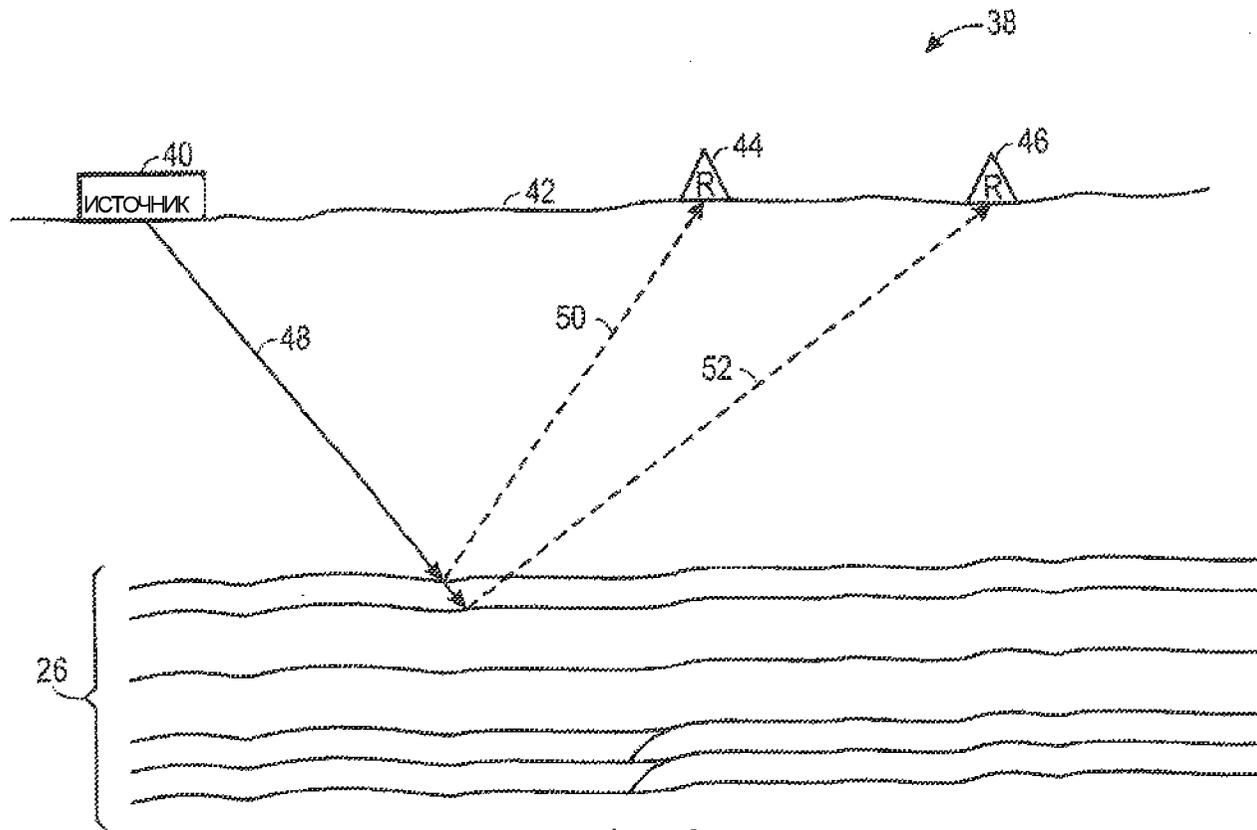
20. Способ по п. 17, в котором сформированные данные на выходе включает идентификацию данных с алиасингом.



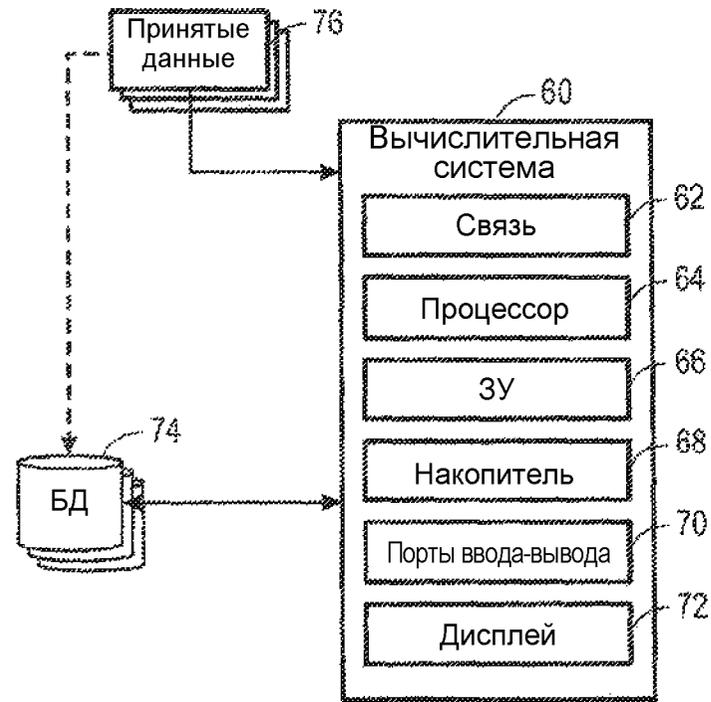
Фиг. 1



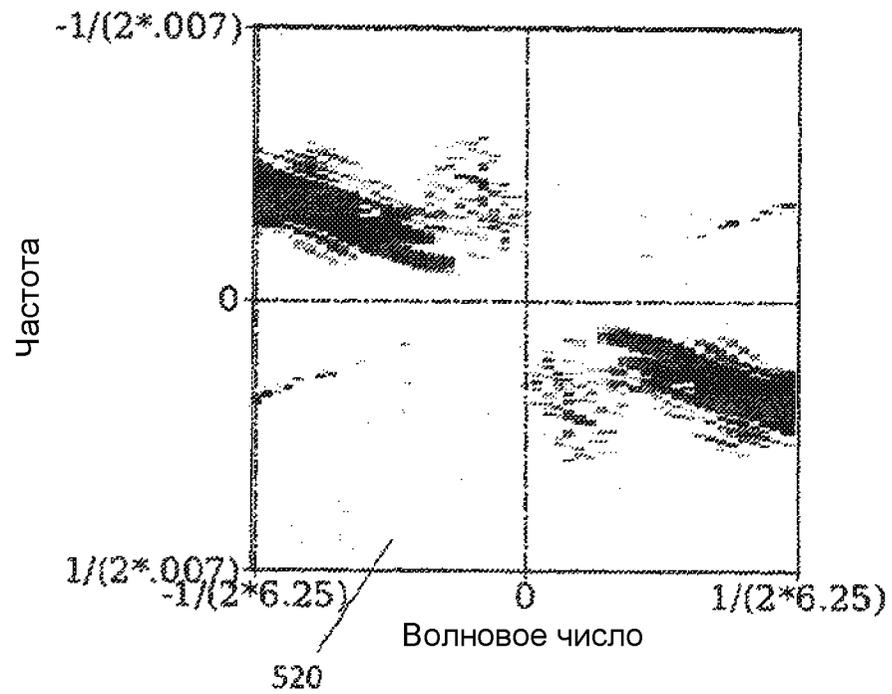
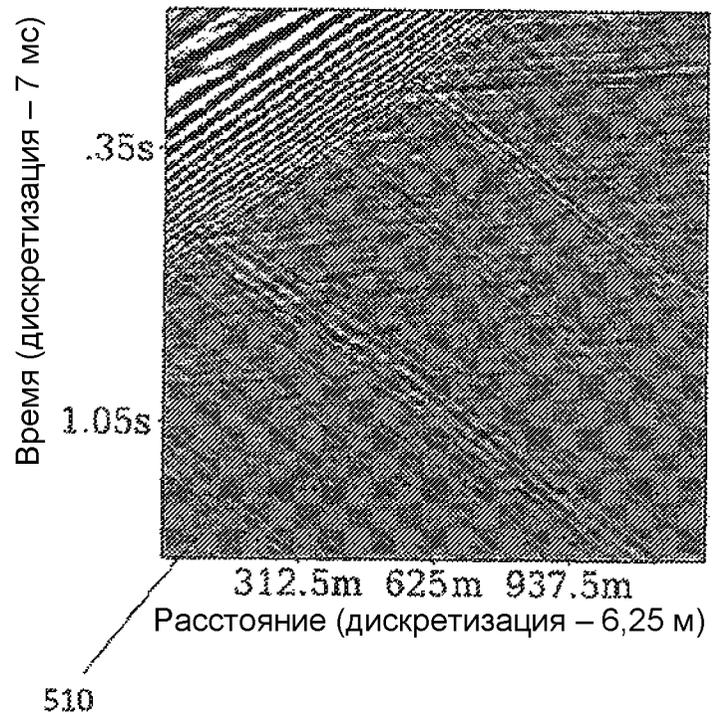
ФИГ. 2



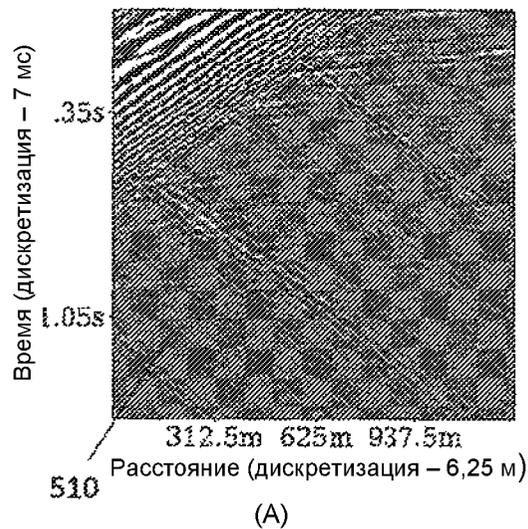
Фиг. 3



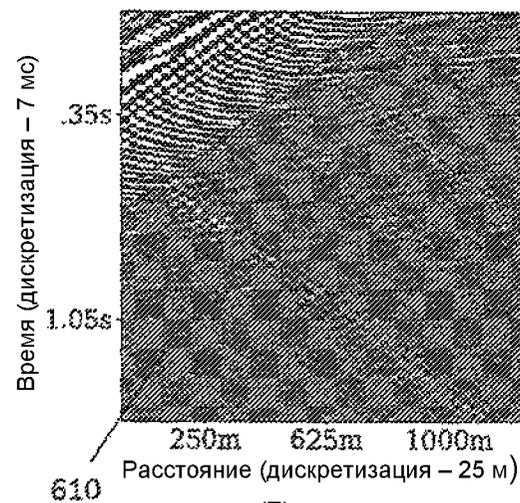
Фиг. 4



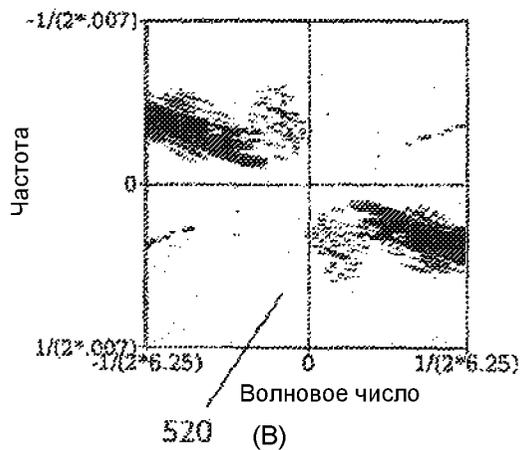
Фиг. 5



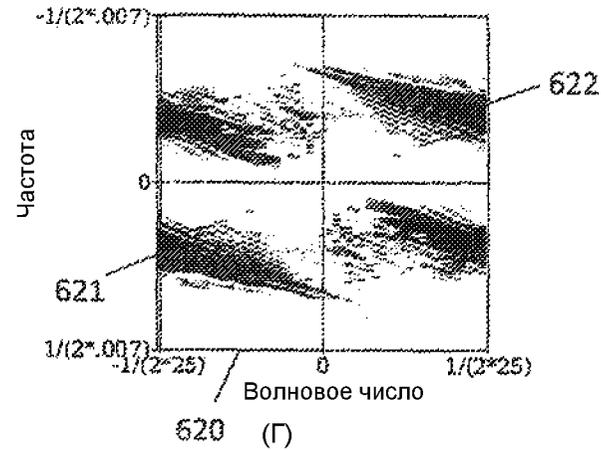
(А)



(Б)

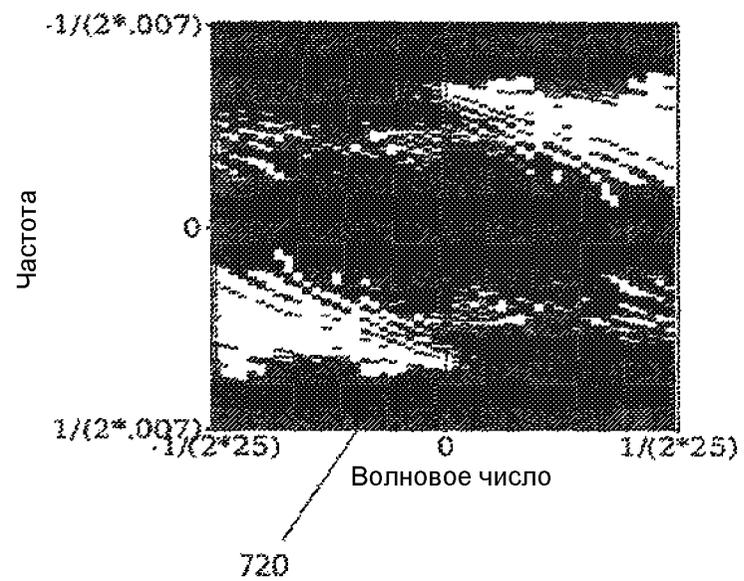
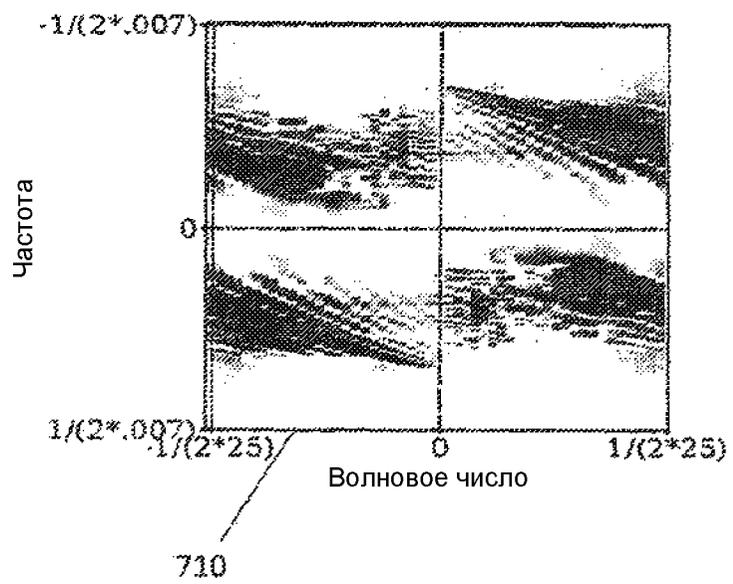


(В)

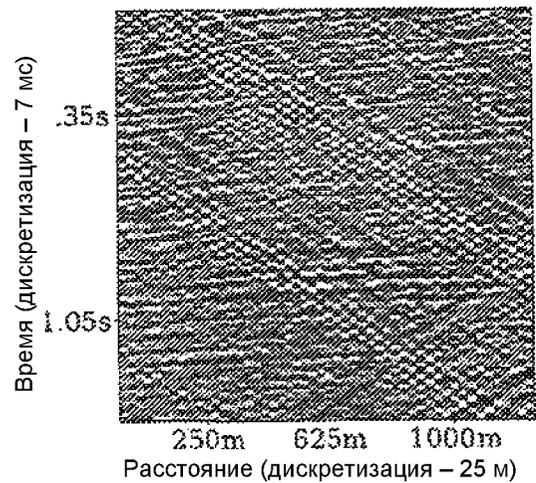


(Г)

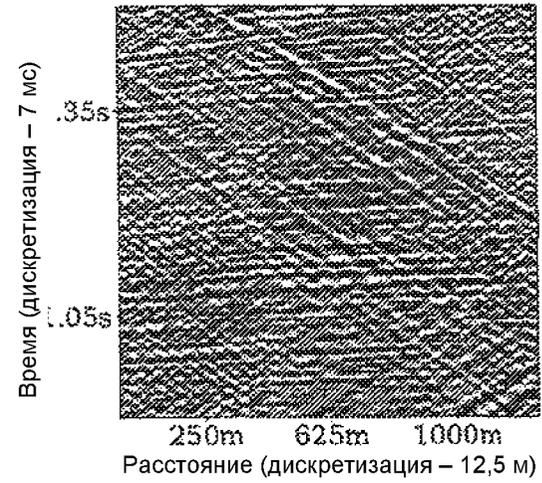
Фиг. 6



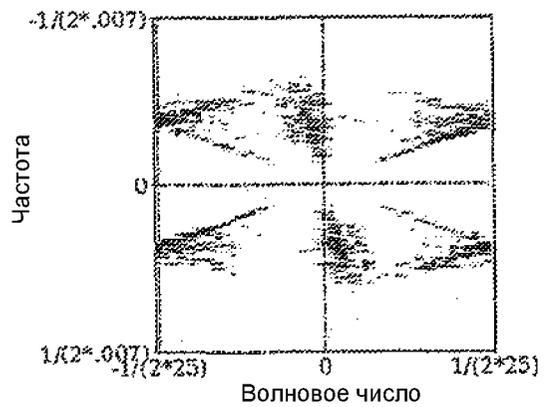
Фиг. 7



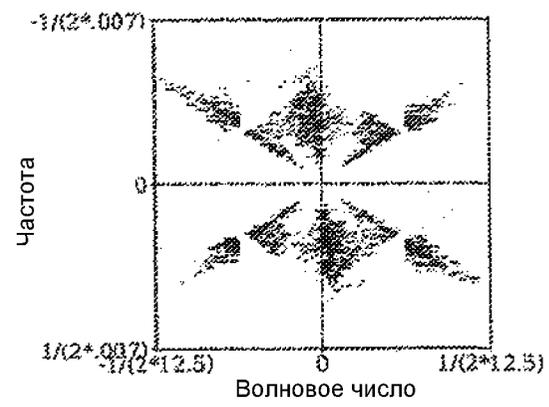
(А)



(Б)

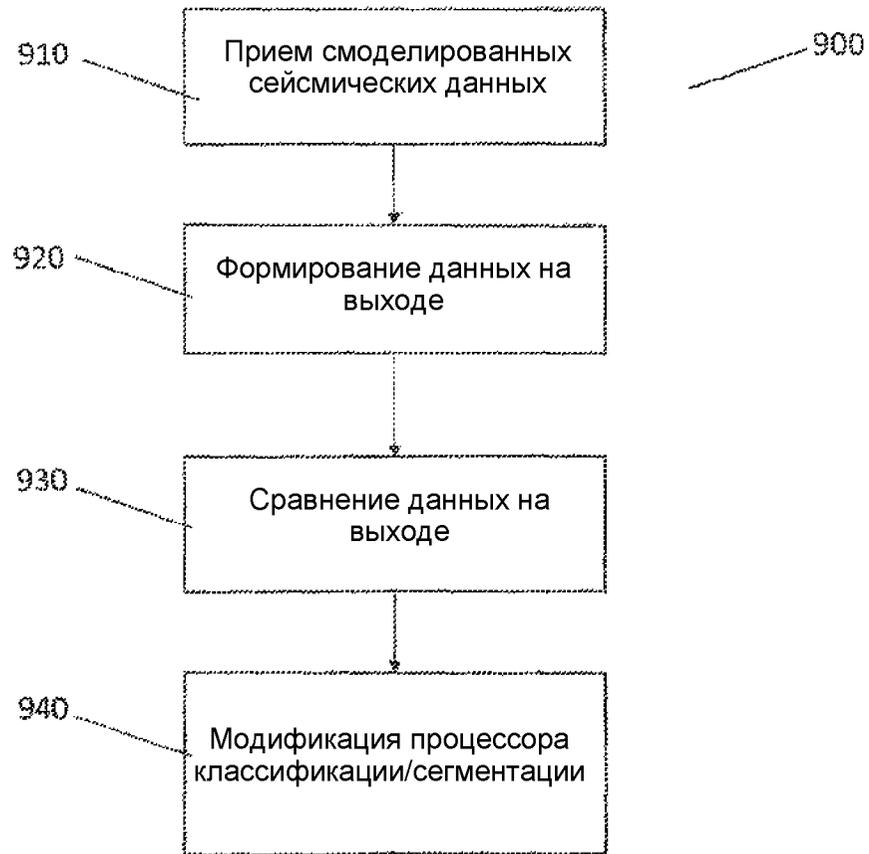


(В)

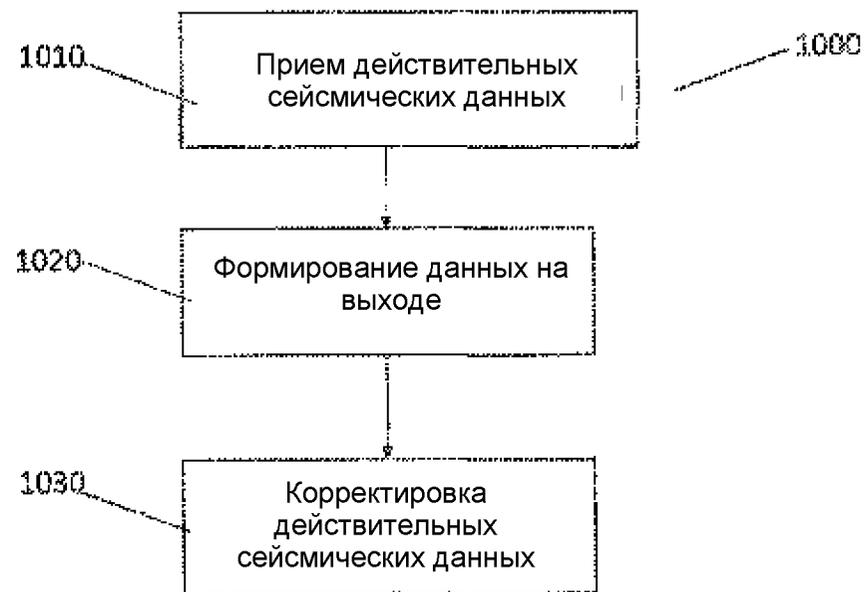


(Г)

Фиг. 8



Фиг. 9



Фиг. 10